



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego.

Jerzy Zagórski*



Świat. Wielkość wydobycia gazu ziemnego na świecie podlega dość znacznym fluktuacjom. W 2004 r. przyrost wyniósł 1,3%, w 2005 r. — 4,1%, a w roku ubiegłym — tylko 1,9%. Ważne dla Europy wydobycie z Morza Północnego było nieco niższe niż w poprzednim roku objętym statystyką, natomiast wydobycie w krajach OPEC było wyższe prawie o 5%. Rosja zwiększyła wydobycie o 1,6%, co potwierdza oceny analityków wskazujących na istnienie barier strukturalnych i technicznych, ograniczających wzrost produkcji gazu. W poszczególnych krajach występują jeszcze większe różnice. W Europie takim przykładem jest Holandia. W kraju tym w 2005 r. odnotowano spadek wydobycia o 16%, a w 2006 r. osiągnięty został wzrost wydobycia o 21% (tab. 1). Ten wynik niewątpliwie przyczynił się do ogólnego dodatniego wskaźnika wydobycia gazu dla Europy Zachodniej, ponieważ poza Norwegią wszyscy liczący się producenci gazu ziemnego wykazali spadek produkcji. Podobny wzrost w Azji Środkowej osiągnął Kazachstan (20,7%). W Ameryce Łacińskiej wyróżnia się Trynidad ze wskaźnikiem przyrostu wydobycia niemal 20%. Dobry wynik uzyskały też Chiny (17,1% w 2006 r. w porównaniu z 23,8% w 2005 r.), chociaż w zestawieniu z szybko rosnącym zapotrzebowaniem gospodarki chińskiej na energię jest to wciąż za mało. Poprawiła się sytuacja w Ameryce Północnej — wydobycie wzrosło o 2,2% i na ten wynik składa się przyrost wydobycia gazu ziemnego zarówno w Meksyku, jak i w Kanadzie oraz USA, gdzie poprzednio obserwowano spadek.

Światowy rynek gazu ziemnego różni się znacznie od rynku ropy naftowej, przede wszystkim ze względu na dominację długoterminowych kontraktów na dostawę tego surowca oraz rolę, jaką spełnia transport rurociągowy. Niemniej jednak przygotowania do utworzenia organu kontrolującego ceny gazu i taryfy transportowe oraz koordynującego inwestycje w dziedzinie produkcji i przesyłu

budzą niepokój krajów OECD, będących głównymi konsumentami gazu. Kolejny krok to zorganizowanie Forum Krajów Eksporterów Gazu Ziemnego, którego spotkanie odbyło się w Ad-Dauha, stolicy Kataru. Forum nie jest nową inicjatywą, utworzone zostało w 2001 r. w Teheranie i do tej pory odbyło się 5 sesji plenarnych. Głównym ich celem były konsultacje i ogólne dyskusje. Jednakże teraz, za sprawą propozycji Rosji i Iranu, tematem obrad stały się konkretne zagadnienia mechanizmu cenowego, stosunków z odbiorcami i inwestycji infrastrukturalnych. Aby kontynuować te prace, powołano komitet koordynacyjny, który do czasu następnego spotkania przygotowuje propozycje dotyczące wymienionych wyżej spraw. Wyniki spotkania w Ad-Dauha obszernie komentował jego uczestnik, rosyjski minister przemysłu i energetyki W. Christienko. Na sesji obecny był również prezes *Gazpromu* A. Miller. Podczas obrad W. Christienko podkreślił, że czołowi producenci gazu ziemnego chcą artykułować swoje stanowisko w globalnym dialogu o gospodarce energetycznej i bezpieczeństwie energetycznym, natomiast obawy o ustanowienie kartelu gazowego są przedwczesne. Głosy takie pojawiają się głównie ze strony państw grupy G8 oraz Chin, które zrewidowały swoją strategię energetyczną i starają się czynnie kształtować strategię globalną. Powołanie komitetu forum ma wzmocnić głos producentów gazu. Rosja, z racji swojej pozycji jako dysponenta największych zasobów gazu ziemnego na świecie, będzie wspierać prace komitetu. Ponadto, delegaci strony rosyjskiej uważają, że w skład komitetu powinni wejść przedstawiciele państw członkowskich w randze wiceministrów.

Odmienny był ton komentarzy algierskiego Ministra Przemysłu i Energii Chabiba Khelila. Potwierdził on, że długofalowym celem grupy jest stworzenie organizacji podobnej do OPEC, jednak najpierw należy zmienić zasady powiązania ceny gazu ziemnego z ceną ropy naftowej. Należy też ustalić relacje cenowe i warunki dostaw skroplonego gazu ziemnego w odniesieniu do gazu przewodowego. Khelil zasugerował wykonanie studium określającego formułę cen gazu, być może nawet w porównaniu z ceną węgla kamiennego lub benzyny (z powodu rozwoju technologii wytwarzania paliw płynnych z gazu).

* ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl

Tab. 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie w latach 2005–2006 w mld m³ (wg Oil & Gas Journal)

Kraj	Wydobycie [mld m ³]		Zmiana 2005:2006 [%]
	2005	2006	
Ameryka Północna	757,7	774,1	102,2
Kanada	169,8	171,4	101,0
Meksyk	49,8	55,3	111,2
USA	538,2	547,4	101,7
Ameryka Południowa	135,9	143,4	105,5
Argentyna	43,8	45,3	103,4
Brazylia	9,6	9,9	103,2
Trynidad	31,2	37,3	119,9
Wenezuela	28,3	27,7	97,9
Pozostałe	23,1	23,2	100,5
Europa Zachodnia	291,0	297,9	102,4
Dania	9,9	9,8	99,3
Holandia	69,1	83,6	121,0
Niemcy	18,9	18,5	97,9
Norwegia	84,8	87,6	103,2
W. Brytania	92,5	83,2	89,9
Włochy	11,8	10,8	92,1
Pozostałe	3,9	4,3	110,8
Europa Wschodnia + b.ZSRR	837,9	845,6	100,9
Kazachstan	20,0	24,1	120,7
Inne kraje b. ZSRR	172,6	155,1	89,9
Rosja	630,8	641,1	101,6
Rumunia	5,7	5,9	103,5
Pozostałe Europa Wsch.	14,0	19,4	138,3
Afryka	140,8	144,7	102,7
Algieria	90,0	93,0	103,4
Egipt	13,7	13,7	100,2
Libia	7,3	7,3	100,2
Nigeria	23,0	24,0	104,3
Pozostałe	6,8	6,6	97,1
Bliski Wschód	286,3	282,0	98,5
Arabia Saudyjska	64,9	59,3	91,3
Iran	90,6	90,9	100,4
Katar	38,3	39,0	101,7
Zjedn. Emiraty Arab.	45,7	44,4	97,3
Pozostałe	46,8	48,5	103,6
Daleki Wschód	290,2	303,7	104,7
Chiny	50,5	59,1	117,1
Indie	26,5	26,8	101,1
Indonezja	64,1	63,8	99,5
Malezja	44,2	47,6	107,8
Pakistan	38,6	39,8	103,0
Tajlandia	23,6	24,3	102,8
Pozostałe	42,7	42,3	99,3
Australia + Oceania	41,0	42,8	104,2
Australia	37,0	38,7	104,7
Pozostałe	4,0	4,0	99,9
Razem świat	270,9	284,3	101,9
W tym OPEC	441,0	461,6	104,7
W tym M. Północne	207,9	205,6	98,9

Forum grupuje 15 krajów (Algieria, Boliwia, Brunei, Egipt, Gwinea Równikowa, Indonezja, Iran, Katar, Libia, Malezja, Nigeria, Oman, Rosja, Wenezuela i Zjednoczone Emiraty Arabskie), które razem posiadają 70% światowych zasobów gazu ziemnego i kontrolują 41% wydobycia.

Badania grawimetryczne i magnetyczne są ważnym elementem w pierwszym etapie poszukiwań naftowych prowadzonych w nowych rejonach. W następnej fazie decydujące znaczenie mają badania sejsmiczne, ale wysokie koszty tych prac, szczególnie zdjęć 3-D, powodują, że stale szuka się metod badawczych, umożliwiających wytypowanie rejonów o większej perspektywiczności i lokalizowanie tam właśnie sejsmiki. Postępy w interpretacji badań magnetycznych sprawiły, że ta metoda zyskała na znaczeniu. Warstwy skalne, zalegające nad akumulacją węglowodorów, wykazują anomalny wzrost własności magnetycznych w odróżnieniu od wartości pola magnetycznego, które są rejestrowane w sąsiedztwie złoża. Do analizy mogą być wykorzystane pomiary aeromagnetyczne, które można wykonać szybko, niezależnie od warunków terenowych. Wyniki interpretacji wskazują strefy potencjalnego występowania akumulacji węglowodorów, bez określenia głębokości ich zalegania. Weryfikację tych danych przeprowadzono porównując pomiary podatności magnetycznej rdzeni i prób okruchowych z otworów ropo- nośnych i negatywnych. Weryfikacja objęła tysiące próbek z różnych regionów świata, a w szczególności z Alabamy i kanionu Missisipi w Zatoce Meksykańskiej. Analizując próbki mierzono wielkość nazwaną MSRI (*Magnetic Susceptibility x Rock Interval*) czyli iloczyn podatności magnetycznej i badanego interwału skalnego. Gęstość strumienia pola magnetycznego na powierzchni Ziemi zmienia się wraz ze zmianami własności magnetycznych skał i głębokością materiału magnetycznego. Płytko zalegające skupienia minerałów magnetycznych wywołują zmiany gęstości strumienia pola na tyle duże, aby mogły być zmierzone przez magnetometry o wysokiej czułości, stosowane w pomiarach aeromagnetycznych. Z otrzymanego w wyniku pomiarów obrazu pola, po usunięciu składowych wywołanych wpływem skał podłoża, dobowymi zmianami pola i zmianami wysokości samolotu pomiarowego, otrzymujemy resztkowe osadowe pole magnetyczne SRMF (*Sedimentary Residual Magnetic Field*). Anomalie widoczne na mapie SRMF nazwano magnetycznymi *bright spots*, analogicznie do sejsmicznych *bright spots* (miejsz o podwyższonych amplitudach zapisu). *Bright spots* określają zasięg i intensywność występowania autogenicznych minerałów magnetycznych. Lokalne zwiększenie natężenia pola magnetycznego są korelowane z wartościami MSRI, powodowanymi przez mikrowycieki bituminów.

Bogaty materiał porównawczy uzyskano z archiwów Służby Geologicznej stanu Alabama — próbki okruchowe z 9-metrowych interwałów ze 143 wierceń poszukiwawczych z okresu 1947–2005. Szczególnie użyteczne okazały się dane z utworów kredy piszącej formacji Selma o dużej zmienności podatności magnetycznej. Mineralem autogenicznym jest tam maghemit. Spośród 95 otworów negatywnych w 79 zarejestrowano najniższe wartości MSRI.

Drugim testowanym rejonem były złoża Thunder Horse i Jack w Zatoce Meksykańskiej, na wodach o głębokości przekraczającej 2000 m. Na złożu Jack wykryto największą anomalię *bright spot* o powierzchni przekraczającej 100 km². W próbkach podmorskich składnikiem autogenicznym jest greigit.

Zebrane materiały upoważniają do twierdzenia, że tam, gdzie nie ma węglowodorów, tam również nie występują anomalie podatności magnetycznej. Warunkiem powodzenia metody jest poprawne pobranie próbek, ich przechowywanie i analiza. Zlokalizowanie magnetycznych *bright spots* poprzedza wykonanie badań sejsmicznych i może eliminować strefy nieperspektywiczne. W nowym rejonie poszukiwań należy więc zacząć od skatalogowania otworów i zgromadzonego materiału rdzeniowego i okrucowego. Przykład złoża Jack świadczy, że ani duża głębokość wody (w tym przypadku 2200 m), ani też występowanie soli w formie wysadów i soczewek, nie stanowią przeszkody w wykrywaniu magnetycznych *bright spots*.

Polska. Największy podziemny magazyn gazu w wyekspluatowanym złożu gazowym Wierzchowice będzie powiększony z obecnej pojemności 0,5 mld m³ do 1,2 mld m³. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA ogłosiło w marcu br. przetarg na rozbudowę magazynu Wierzchowice. W dalszych planach do 2012 r. przewidziana jest rozbudowa magazynu w Strachocinie i budowa nowych magazynów w Daszewie, Bonikowie i Kosakowie.

Norwegia. Zarząd nowego koncernu powstałego z połączenia *Statoil ASA* i *Norsk Hydro ASA* zgodził się z propozycjami akcjonariuszy, aby firma przyjęła nazwę *StatoilHydro* i aby główna siedziba znajdowała się w Stavanger. Sieć sprzedaży detalicznej produktów naftowych będzie nadal funkcjonować pod marką *Statoil*.

Afryka. W lutym 2006 r. francuski *Total E&P Angola* odkrył w obrębie bloku koncesyjnego 32. w sektorze Angoli złożo Mostarda-1. W odległości 15 km od niego otwór Salsa-1 uzyskał przyływ ropy z horyzontu mioceńskiego w ilości 501 t/d. Jest to blok głębokowodny, głębokość wody wynosi w tym miejscu 1806 m. Wyniki opróbowania i pomiarów geofizycznych są analizowane, ale już zaplanowano wiercenie następnych otworów poszukiwawczych. Ten sam blok okazał się bardzo obiecujący dla hiszpańskiej firmy *Galp Energia*, która odwierciła 2 pozytywne otwory Manjericao-1 o głębokości 2000 m i Caril-1 o głębokości 1700 m. W otworze Caril-1 uzyskano przyływ ropy w ilości 856 t/d.

Total odniósł sukces także w sektorze Demokratycznej Republiki Kongo w obrębie głębokowodnej (ok. 1000 m) koncesji Moho-Bilondo. W otworze Moho Nord Marine-1 o głębokości 2645 m przewiercono 140-metrowy interwał roponośny w utworach mioceńskich o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. W kolejnym otworze Moho Nord Marine-2, położonym 1,5 km od poprzedniego, stwierdzono dwa inne górnioceńskie horyzonty produktywne, jeden o miąższości 78 m, a drugi o miąższości 22 m. Wiercenie zakończono na głębokości 2340 m. Eksploatacja nowych złóż będzie ułatwiona ze względu na istnienie w pobliżu instalacji produkcyjnych zespołu złóż Moho-Bilondo.

Nieco wcześniej, w styczniu br., w otworze Lucapa-1, zlokalizowanym w obrębie bloku 14., stwierdzono występowanie roponośnego horyzontu o miąższości 85 m w piaskach mioceńskich o wysokiej przepuszczalności. Jest to ropa o ciężarze 0,91 g/cm³ (24° API). Osiągnięto w nim głębokość 3340 m przy głębokości wody 1201 m. Jest on 10. otworem poszukiwawczym odwierconym w obrębie tego bloku od 1997 r. Udziały w koncesji na blok 14. posia-

dają: *Cabinda Gulf Oil Co. Ltd.* (31%), *Sonangol* (20%), *Total* (20%), *ENI* (20%) i *Galp Energia* (9%).

Informacje o sukcesach poszukiwawczych napływają również ze wschodniej Afryki, w tym przypadku z ładu. W Tanzanii w otworze Mkuranga-1 odkryto złożo gazu ziemnego w górnokredowej formacji Ruaruke na głębokości 2030 m. W czasie 4-godzinnej testu produkcyjnego przyływ gazu ustabilizował się na poziomie 543 tys. m³/d przy maksymalnym ciśnieniu 99,6 atm. Nowe złożo znajduje się na wybrzeżu Oceanu Spokojnego w odległości 5 km od gazociągu, łączącego jedyne tanzańskie złożo gazu Songo Songo ze stolicą Dar es-Salam. Posiadaczem 60% udziałów w koncesji jest francuska firma *Maurel & Prom*.

USA. Coraz bardziej napięte stosunki USA z Iranem spowodowały wycofanie się firmy *Halliburton Co.* z tego kraju. W komunikacie z 9.04.2007 r. zarząd zawiadamia, że realizując decyzję ze stycznia 2005 r. zakończono prace na terenie Iranu, wypełniając wszystkie zobowiązania kontraktowe. Nie przewiduje się żadnych dalszych kontraktów.

Gruzja. Prezydent M. Saakaszwili oznajmił o wyborze Azerbejdżanu jako głównego dostawcy gazu ziemnego dla swojego kraju. W styczniu uruchomiono połączenie do Tbilisi, którym *Azarigaz* przesyła gaz. Obecnie Azerbejdżan pokrywa 1/3 zapotrzebowania Gruzji na gaz, docelowo ma to być 80%. W dalszym ciągu jednak część dostaw gazu będzie pochodzić z Rosji. Saakaszwili podkreślił, że zależy mu na gazie rosyjskim jako niezależnym kanale zaopatrzenia, ale jego cena nie może przekroczyć rozsądnych granic.

Indie. Realizacja wielkich naftowych projektów inwestycyjnych, a szczególnie inwestycji przesyłowych angażujących kilka krajów, jest niezwykle podatna na czynniki polityczne. Nie wystarcza istnienie popytu na ropę lub gaz i źródła ich dostaw, a także zapewnienie finansowania inwestycji i techniczne możliwości wykonania połączenia transportowego. Przykładem jest projekt gazociągu z Iranu do Pakistanu i Indii. Zarówno Indie, jak i Pakistan, odczuwają deficyt surowców energetycznych, ale utrzymujący się między nimi konflikt blokował postęp w rokowaniach, które trwają od 1994 r. W lutym br. osiągnięto porozumienie o budowie gazociągu z rejonu złóż South Pars w Iranie do Pakistanu i Indii o długości przeszło 2000 km. Rozpoczęcie prac jest planowane we wrześniu 2009 r., zakończenie — w 2011 r., a oddanie do eksploatacji — w 2014 r. Koszt inwestycji wyniesie 7,4 mld USD. Iran poinformował, że już rozpoczął budowę swojego odcinka o długości 1092 km. Trudno jest określić, czy ostateczne decyzje rządów Indii i Pakistanu są ostateczne i czy trudna, skomplikowana budowa gazociągu zostanie ukończona w przewidzianym terminie. Wiadomości z 7 marca br. o tym, że rząd indyjski zapowiedział wycofanie się z projektu, jeśli Pakistan nie obniży opłaty przesyłowej, nie są optymistycznym sygnałem.

Jednocześnie ukazał się komunikat, że nie będzie realizowany projektowany gazociąg z Kataru do Pakistanu z powodu *niemożności zapewnienia wymaganych ilości gazu*. Przymuszczalnie jednak główną przyczyną była różnica cen — gaz z Kataru miał kosztować 4,25 USD za 1 mln BTU loco granica, gaz z Iranu kosztuje 3,85 USD za 1 mln BTU.

Źródła: Alexander Oil&Gas Connections, AP, Halliburton, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, PGNiG, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil